

풍력자원 조사를 위한 제주 북동부 연안역의 멱지수 분석

Power Law Exponent in Coastal Area of Northeastern Jeju Island for the Investigation of Wind Resource

문서정* · 고정우** · 이병걸***

Moon, Seo Jeong · Ko, Jung Woo · Lee, Byung Gul

요 旨

고도에 따른 풍속변화를 의미하는 Wind shear는 풍력발전기의 에너지 생산량에 직접적으로 영향을 미치는 중요한 요소이다. 풍속을 보정하는 방법으로는 멱법칙(Power Law)이 사용되는데, 일반적으로 쓰이는 0.143(1/7)의 멱지수(Power Law exponent) 값을 이용한 보정식을 1/7th 멱법칙이라 한다. 하지만 멱지수는 해당 지역의 대기 안정도, 지표면의 상태 등에 의해 많은 영향을 받으므로, 실제 정확한 풍력에너지 예측을 위해서는 관심지역의 멱지수의 정확한 계산이 필요하다. 본 연구에서는 제주도 북동부 연안지역 3곳에 Met-mast를 설치하여 풍력자원을 측정하였고, 이를 바탕으로 제주도 북동부 지역에 적합한 멱지수를 계산하여 제안하였다. 제주도 북동부 연안지역의 멱지수를 계산한 결과, 한동 0.141, 평대 0.138, 우도 0.1254의 값을 얻었다. 0.143(1/7)의 멱지수 값, 제안한 멱지수 값을 적용하여 계산한 연간에너지생산량과 실제 측정된 풍황자료를 이용하여 계산한 연간에너지생산량을 비교한 결과, 세 지역 모두 제안한 멱지수 값을 적용하여 계산한 연간에너지생산량이 실제 측정된 풍황자료를 이용하여 계산한 연간에너지생산량과 유사한 결과를 보였고, 따라서 제안한 멱지수 값의 적용이 가능하다고 판단된다.

핵심용어 : 멱지수, 연간에너지생산량, 풍력자원

Abstract

Wind shear means the variation of wind speed according to the height. Wind shear is the important factor affecting the energy production of wind turbines. Power Law is used to extrapolate wind speed data. Normally, a Power Law exponent of 0.143 is used and this is referred to as the 1/7th Power Law. The Power Law exponent is affected by atmospheric stability and surface roughness of the site. Thus, it is necessary to calculate the Power Law exponent of the site exactly for an accurate estimation of wind energy. In this study, wind resources were measured at the three Met-masts which were located in the coastal area of northeastern Jeju Island. The Power Law exponents of the sites were calculated and proposed using measured data. They were 0.141 at Handong, 0.138 at Pyeongdae, and 0.1254 at Udo. We compared annual energy productions which are calculated using a Power Law exponent of 0.143, the proposed value of the Power Law exponents for each site, and the measured data. As a result, the cases of calculating using the proposed values were more similar to the cases using the measured data than the cases using the 0.143 value. Finally, we found that the proposed values of the Power Law exponent are available to more accurately estimate wind resources.

Keywords : Power Law Exponent, Annual Energy Production, Wind Resource

1. 서 론

Wind Shear은 고도에 따른 풍속변화를 의미한다. Wind shear은 풍력발전기의 에너지 생산량에 직접적

로 영향을 미치는 중요한 요소이고, 현대 풍력발전의 높이가 높아짐에 따라 Wind shear에 대한 지식의 필요성 또한 높아졌다(M.L. Ray et al., 2006). 풍속은 주로 풍력발전기의 허브 높이보다 낮은 높이에서 측정이 되

2013년 10월 11일 접수, 2013년 12월 9일 채택

* 정회원 · 제주대학교 청정에너지실증연구센터 연구원 (Member, Test & Evaluation Research Center for Clean Energy Development, shsb13231@nate.com)

** 정회원 · 대림산업 해상풍력팀 사원 (Member, DAELIM Industrial Co.,Ltd., tuba1215@hanmail.net)

*** 교신저자 · 정회원 · 제주대학교 해양과학대학 토목공학과 교수·공학박사(Corresponding author, Member, Professor, Department of Civil and Environmental Engineering, Jeju National University, leebgpro@empas.com)

고, 이러한 문제를 해결하기 위해 풍속의 보정(extrapolation)이 필요하다. 풍속을 보정하는 방법으로는 멱법칙이 사용되는데 일반적으로 0.143(1/7)의 멱지수 값을 사용하여 보정을 하게 되고, 이를 1/7th 멱법칙이라 한다. 이러한 1/7th 멱법칙은 풍속보정 시 편리한 방법으로 인식되고 있다(R.N. Farrugia, 2003). 하지만 멱지수는 해당 지역의 대기 안정도, 지표면의 상태 등에 의해 많은 영향을 받기 때문에, 멱지수 값이 0.143(1/7)과 차이가 많이 나는 지역이라면 풍속과 풍력에너지가 과소 또는 과대평가되는 결과를 얻게 된다. 1/7th 멱법칙은 데이터가 불충분한 경우에 최소한의 예비 타당성 단계에서의 대략적인 예측으로만 사용되어야 한다(Giovanni Gualtieri and Sauro secci, 2011). 따라서 실제 정확한 풍력에너지 예측을 위해서는 해당 지역 멱지수의 정확한 계산이 필요한데, 이는 일반적으로 최소 1년 이상의 기간 동안 2개 이상의 높이에서 풍속을 측정하여 얻을 수 있다.

본 연구에서는 제주도 북동부 연안지역 3곳에 Met-mast를 설치하여 풍력자원을 측정하였다. 측정된 자료를 바탕으로 제주도 북동부 지역에 적합한 멱지수를 계산하여 제안하였고, 멱지수의 월별, 시간별, 방향별 패턴을 분석하였다. 0.143(1/7)의 멱지수 값, 제안된 멱지수 값을 적용하여 계산한 연간에너지생산량(AEP; Annual Energy Production)과 실제 측정된 자료를 이용하여 계산한 연간에너지생산량을 비교한 후, 제안된 멱지수 값의 적용가능성 여부를 확인하였다. 연구내용을 토대로 하여 풍력발전단지 설계 시 풍력자원의 기초 자료로 제공하고자 한다.

2. 연구영역 및 측정자료

본 연구의 연구영역은 제주도의 북동부 연안지역으로, 이 지역은 풍황자원이 우수하고 주변지형이 평탄하여 풍황자원을 측정하기에 좋은 조건을 갖고 있다. Met-mast의 설치 지점은 Fig. 1과 같고, 한동 Met-mast와 평대 Met-mast, 한동 Met-mast와 우도 Met-mast 사이의 거리는 각각 약 1.4km, 11.4km이다. Met-mast의 정확한 설치 위치와 측정기간은 Table 1과 같다.

측정기간에 따라 풍황특성이 다르기 때문에 장기간의 데이터를 이용하는 것이 멱지수 값의 신뢰도를 높일 수 있다. 하지만, 본 연구에서는 측정 데이터의 한계로 인해 Table 1에 나타난 기간의 데이터를 이용하여 분석하였다.

Fig. 2는 각 Met-mast의 설치 전경을 보여준다. 각 Met-mast의 60m, 58m, 50m, 40m, 30m에 풍속계가

Table 1. Location and measurement period of Met-masts

Site	Location	Period
Handong	N 33° 32.260'	2011.01.01.
	E 126° 50.090'	~2012.12.31.
Pyeongdae	N 33° 31.550'	2010.02.06.
	E 126° 50.520'	~2011.02.06.
Udo	N 33° 31.130'	2010.05.01.
	E 126° 57.240'	~2011.04.19.



Figure 1. Location of Met-masts

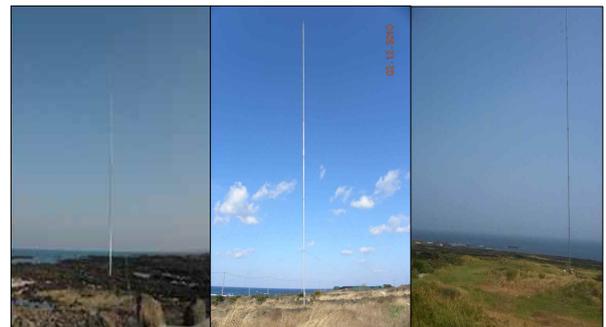


Figure 2. Met-masts

설치되어 있고, 60m, 40m에 풍향계가 설치되어 있으며 2m 높이 지점에 온도도와 압력센서가 각각 부착되어 있다. 각 센서에서 관측된 데이터들은 10분 평균값으로 얻을 수 있다. 한동 Met-mast의 압력센서의 경우, 고장으로 인해 2011년의 측정데이터를 제외하여 분석하였다.

Table 2는 각 Met-mast의 센서별 통계치를 나타낸다. 각 높이별 평균풍속은 우도, 한동, 평대 순으로 높게 나타났다. 평균기온은 15.1~15.8°C의 분포를 보였고, 평균기압은 측정기간의 중복성이 낮은 한동은 1015mbar, 평대와 우도는 각각 1007mbar와 1008mbar로 유사한 결과를 보였다.

Table 2. Specifications of sensors installed in Met-masts

Sensor	Sensor range	Accuracy
NRG #40 Anemometer	1 m/s to 96 m/s	within 0.1 m/s for the range 5 m/s to 25 m/s
NRG #200P Wind Direction Vane	360° mechanical, continuous rotation	potentiometer linearity within 1%
NRG #110S Temperature Sensor	-40 °C to 52.5 °C	± 1.1°C maximum
NRG #BP20 Barometric Pressure Sensor	15 kPa to 115 kPa	± 1.5 kPa max

Table 3. Statistics of sensors

	Handong	Pyeongdae	Udo
Mean wind speed at 30m [m/s]	6.643	6.563	7.771
Mean wind speed at 40m [m/s]	6.876	6.819	8.056
Mean wind speed at 50m [m/s]	7.120	6.983	8.216
Mean wind speed at 60m [m/s]	7.319	7.221	8.386
Temperature [°C]	15.6	15.1	15.8
Pressure [mbar]	1015	1007	1008

3. 계산 및 분석

3.1 먹지수 계산

관측풍속으로부터 풍력발전기 허브높이에서의 풍속을 구하기 위해서는 지상으로부터의 높이에 따라 보정할 필요가 있고, 평지의 관측높이에서의 풍속과 임의의 높이(허브높이)에서의 풍속 관계는 멱법칙으로 표현된다. 아래의 식 (1)은 멱법칙을 나타내는 식이다. 여기서, V_z , V_h 는 지상에서부터의 높이 z 및 h 에서의 풍속이고, α 는 먹지수이다.

$$V_z = V_h \left(\frac{z}{h} \right)^\alpha \quad (1)$$

먹지수는 위의 식 (1)의 각 항에 자연로그를 취해준 후 최소제곱법을 이용하여 얻은 직선방정식의 기울기 값으로 구할 수 있다.

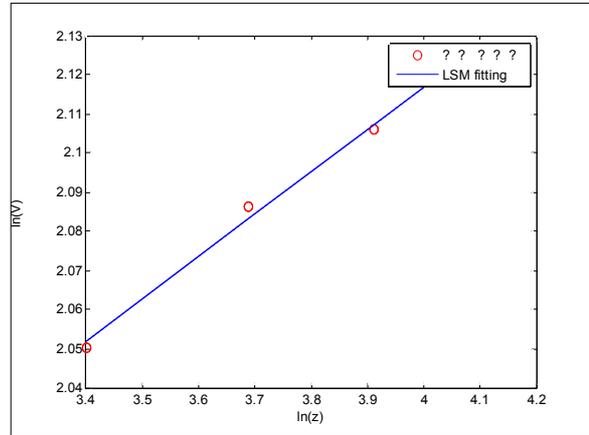


Figure 3. The example of the LSM fitting

Table 4. Power Law exponents of each site

	Handong	Pyeongdae	Udo
Power Law exponent	0.1410	0.1380	0.1254
standard deviation	0.3072	0.3132	0.2133

3.2 먹지수의 월별 변화

먹지수의 월별 변화는 각 지점별 측정된 풍향자료를 각 월별로 분류하여 먹지수 값을 구하고, 이를 평균하여 계산하였다. Fig. 4는 먹지수의 월별 변화를 나타낸다. 먹지수는 겨울 기간에는 낮게 나타나고, 여름 기간에는 높게 나타나는 특성을 보인다. 이는 여름철보다 겨울철의 기압 경도력이 더 높아, 여름철의 남동계절풍보다 겨울철의 북서계절풍의 평균 풍속이 더 높게 나타나기 때문으로 판단된다. 평대와 우도 Met-mast의 측정 기간 동안에는 태풍이 발생하지 않았으나, 2012년에 발생한 태풍 ‘카눈’에 의한 영향으로 한동 Met-mast의 7월 먹지수 값이 상대적으로 낮게 계산되었다.

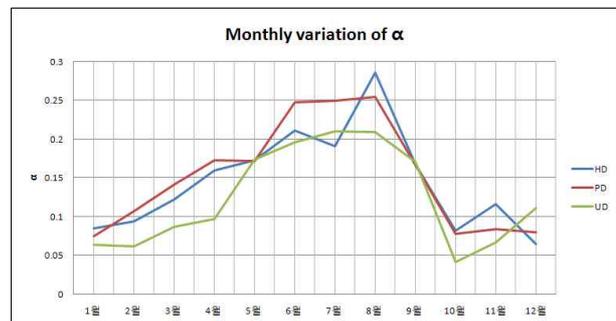


Figure 4. Monthly variation of the Power Law exponent

3.3 먹지수의 시간별 변화

먹지수의 시간별 변화는 각 지점별 측정된 풍황자료를 각 시간대별로 분류하여 먹지수 값을 구하고, 이를 평균하여 계산하였다. Fig. 5는 먹지수의 시간별 변화를 나타낸다. 먹지수의 낮과 밤의 변화 특성이 뚜렷하게 나타남을 볼 수 있다. 이는 지표면의 일주기의 냉각·가열 현상의 영향 때문이다. 낮에는 태양복사에 의하여 지표면의 공기가 데워짐에 따라 대기가 불안정해져 대류 현상이 활발히 일어나 먹지수 값이 낮게 나타났고, 대기가 안정된 저녁동안에는 먹지수의 값이 높게 나타났다. 여기서 한동과 평대의 먹지수 변화폭은 비슷하게 나타났으나 우도의 먹지수 변화폭은 상대적으로 작게 나타났는데, 이는 섬이라는 위치적 특성 때문인 것으로 사료된다.

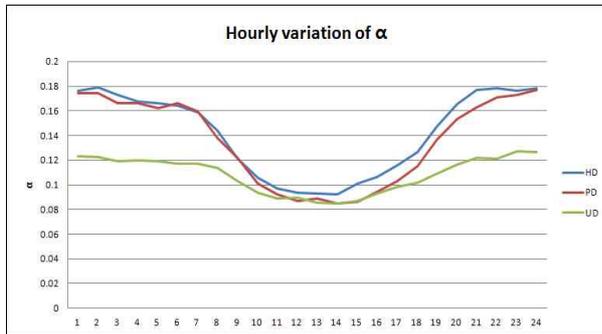


Figure 5. Hourly variation of the Power Law exponent

3.4 먹지수의 방향별 변화

먹지수의 방향별 변화는 정북방향을 기준으로 16방위로 나눈 후 풍황자료를 각 방위별로 분류하여 먹지수 값을 구하고, 이를 평균하여 계산하였다. Fig. 6은 각 지역들의 방향별 먹지수의 변화를 나타낸다. 육지 방향의 먹지수 값은 바다 방향의 먹지수 값보다 높게 나타났다. 이는 해상과 육상의 기온차가 대체로 낮에 크게 나타나기 때문에 해풍이 육풍보다 강하고, 상대적으로 육풍은 지형이나 지면 마찰의 영향을 받아 약하기 때문이다. 세 지역 모두 육풍과 해풍의 영향이 뚜렷하게 나타남을 볼 수 있다.

4. 연간에너지생산량의 추정

4.1 풍속의 확률밀도함수

연간에너지생산량을 예측하기 위해서는 풍속의 확률 밀도함수를 구해야한다. 풍속의 확률밀도함수로는 일반적으로 와이블 분포함수를 이용한다(Ko and Huh, 2006).

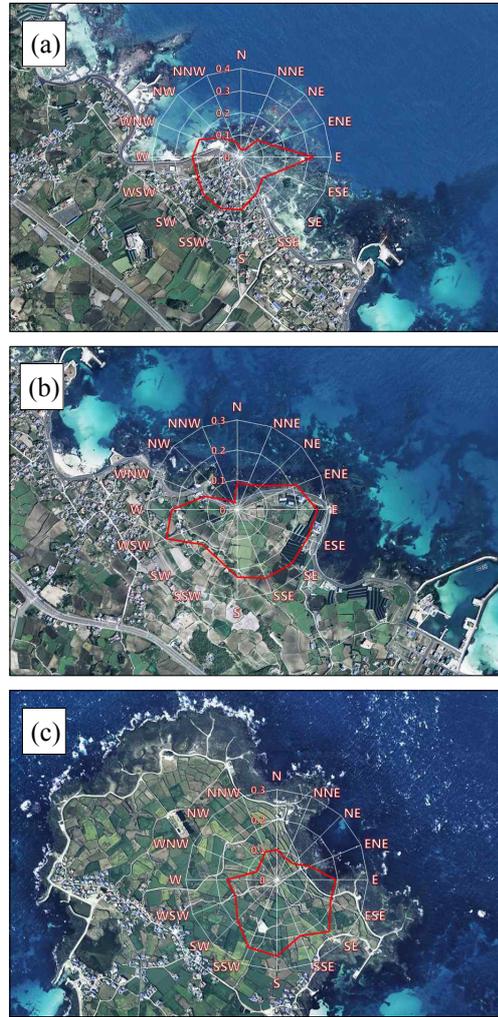


Figure 6. Variation by wind direction of the Power Law exponent
(a)Handong, (b)Pyeongdae, (c)Udo

$$f(V) = \frac{k}{c} \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left(-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right) \quad (2)$$

$(k > 0, V > 0, c > 1)$

여기서, $f(V)$ 는 풍속 V 가 발생할 확률, c 는 척도 계수(scale parameter), k 는 형상계수(shape parameter)이다.

각 지역별로 60m 높이에서 측정된 풍속자료를 이용하여 c 와 k 값을 계산하였다. 또한 먹지수 0.143과 Table 4의 각 지역별로 제안한 먹지수 값을 가지고 외삽하여 생성한 60m에서의 풍속자료를 이용하여 c 와 k 값을 계산하였고, 그 계산결과는 Table 5~7에 나타내었다. Fig. 7~9는 각 지역들의 먹지수별 풍속의 확률 밀도함수를 나타내었다.

Table 5. Annual energy production at Handong

Site : Handong		Wind data		
		Measured at 60m	Extrapolated from 30m using a=0.143	Extrapolated from 30m using a=0.1410
Wind resource	Mean wind speed [m/s]	7.319	7.335	7.325
	c [m/s]	7.2978	7.2474	7.2370
	k	1.6153	1.5822	1.5829
Wind energy yield	AEP [MWh/y]	4590.4	4656.6	4643.8
	CF [%]	26.2	26.6	26.5

Table 6. Annual energy production at Pyeongdae

Site : Pyeongdae		Wind data		
		Measured at 60m	Extrapolated from 30m using a=0.143	Extrapolated from 30m using a=0.1380
Wind resource	Mean wind speed [m/s]	7.221	7.247	7.222
	c [m/s]	7.2171	7.1819	7.1597
	k	1.6052	1.5168	1.5111
Wind energy yield	AEP [MWh/y]	4602.6	4631.4	4601.7
	CF [%]	26.3	26.4	26.3

Table 7. Annual energy production at Udo

Site : Udo		Wind data		
		Case I	Case II	Case III
		Measured at 60m	Extrapolated from 30m using a=0.143	Extrapolated from 30m using a=0.1254
Wind resource	Mean wind speed [m/s]	8.386	8.581	8.477
	c [m/s]	8.6254	8.7710	8.6365
	k	1.7354	1.6452	1.6540
Wind energy yield	AEP [MWh/y]	6196.2	6337.7	6198.6
	CF [%]	35.4	36.2	35.4

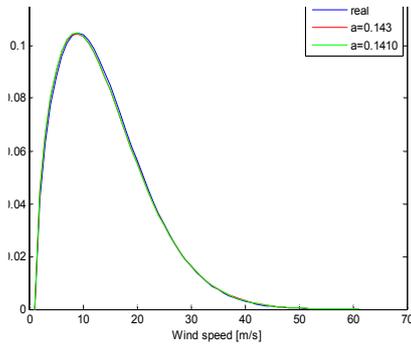


Figure 7. Probability Density Function of wind speed (Handong)

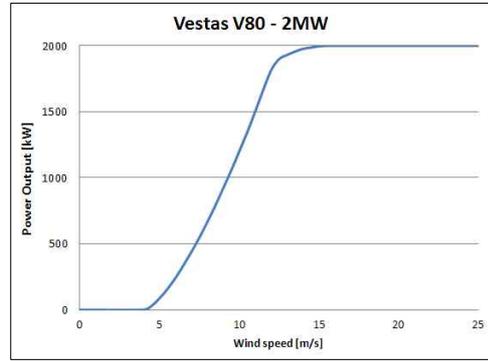


Figure 10. Power curve of Vestas V80

연간에너지생산량(AEP)은 풍력발전기 허브 높이에서의 풍속의 확률밀도함수와 풍력발전기의 출력곡선을 이용하여 계산할 수 있다.

$$P_W = \sum [P(V) \times f(V) \times 8,760]$$

여기서, P_W 는 연간발전량[kWh], $P(V)$ 는 풍속 V 의 발생전력[kW], $f(V)$ 는 풍속 V 의 발생확률이다. 시동풍속부터 중단풍속까지 각 풍속별로 산출한 발생전력량의 총합이 연간에너지생산량이 된다.

설비이용률(CF; Capacity factor)은 전력생산을 위한 발전설비의 생산성을 측정하는 척도이다. 연간발전량을 그 발전기의 정격출력에서 연간 생산한 발전량으로 나눈 값을 의미하고 다음의 식과 같이 표현한다.

$$CF(\%) = \frac{\text{연간에너지생산량}(kWh)}{\text{정격출력}(kW) \times 8,760(h)} \times 100\%$$

적용하는 먹지수 값에 따른 풍황 특성, 에너지생산량과 설비이용률의 차이를 비교하기 위하여, 각 지역별로 3가지의 풍황자료를 사용하였다. 60m에서 측정된 풍황자료를 사용한 Case I, 0.143(1/7) 먹지수 값을 이용하여 30m 높이의 측정자료를 60m로 외삽시켜 생성한 풍황자료를 사용한 Case II, Table 4에서 제안한 먹지수 값을 이용하여 30m 높이의 측정자료를 60m로 외삽시켜 생성한 풍황자료를 사용한 Case III로 나누어 비교하였다. 세 지역 각각의 Case의 60m 높이에서의 풍황 특성과 Vestas V80를 이용하여 세 지역의 연간에너지생산량과 설비이용률을 산출하여 Table 5~7에 나타내었다. 실제 측정자료를 사용한 Case I의 결과값을 기준으로 Case II와 Case III의 결과값을 차이를 비교해 보았다.

세 지역의 평균풍속, 연간에너지생산량, 설비이용률 모두 Case II보다 Case III가 Case I과 근접하게 나타났

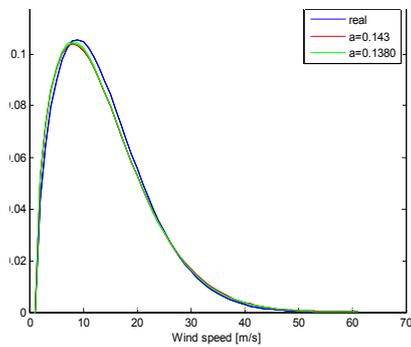


Figure 8. Probability Density Function of wind speed (Pyeongdae)

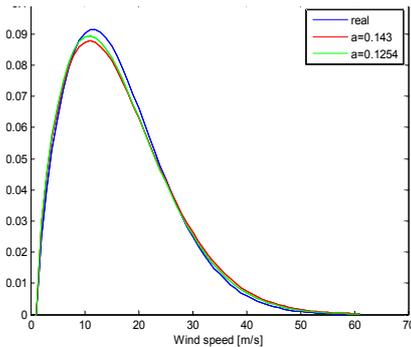


Figure 9. Probability Density Function of wind speed (Udo)

4.2 연간에너지생산량 추정과 비교

풍력발전기는 Vestas사의 2MW급 발전기로 선정하였고, Fig. 10은 풍력발전기의 발전성능을 나타내는 출력곡선이다. 풍력발전기의 허브 높이는 60m, 로터의 지름은 80m이다. 풍력발전기가 발전을 시작할 때의 풍속인 시동풍속은 4.5m/s이고, 안전을 위해 풍력발전기가 발전을 정지하는 풍속인 중단풍속은 15.5m/s이다.

다. 하지만 한동과 평대의 경우는 Case II와 Case III에서 사용된 먹지수 값의 차이가 미소하여 뚜렷한 결과값의 차이를 보이지는 못했다. 반면에 우도의 경우는 위 두 지역과는 상대적으로 먹지수 값의 차이를 보였고, 이로 인해 Case II와 Case III의 결과값의 차이가 분명히 나타났다. 우도의 경우 Case II와 Case I의 에너지생산량의 차이가 141.5MW/y이다. 만약 10개의 풍력발전기가 가동한다고 가정할 경우, 총 1415MW/y의 에너지생산량의 차이를 보이게 된다. 이는 4인가족의 한 달 평균 전기사용량이 300kW이라 했을 때, 약 400가구의 일년 전기사용량만큼의 차이를 보이는 것이다. 실제 먹지수 값을 계산하여 적용한 Case III와 비교하면, 0.143의 먹지수 값을 적용한 Case II는 상당한 예측 오차를 가지는 것을 확인할 수 있었다.

5. 결 론

본 연구에서는 제주도 북동부 연안지역 3곳에서 측정된 풍황자료를 바탕으로 제주도 북동부 지역에 적합한 먹지수 값을 계산하여 제안하였고, 먹지수의 월별, 시간별, 방향별 패턴을 분석하였다. 0.143(1/7)의 먹지수 값, 제안된 먹지수 값을 적용하여 계산한 연간에너지생산량(AEP)과 실제 측정된 자료를 이용하여 계산한 연간에너지생산량을 비교한 후, 제안된 먹지수 값의 적용가능성 여부를 확인하였으며 다음과 같은 결론을 얻었다.

(1) 제주도 북동부 연안지역의 먹지수를 계산한 결과, 한동 0.141, 평대 0.138, 우도 0.1254의 값을 얻었다.

세 지역의 먹지수의 월별 변화를 비교한 결과, 먹지수 값은 겨울 기간에 낮게 나타나고, 여름 기간에는 높게 나타나는 특성을 보였다. 이는 남동계절풍보다 겨울철의 북서계절풍의 평균 풍속이 더 높게 나타기 때문으로 판단된다.

세 지역의 먹지수의 시간별 변화를 비교한 결과, 낮 동안의 먹지수 값은 낮게 나타났고 저녁 동안의 먹지수 값은 높게 나타나, 낮과 밤의 뚜렷한 변화 특성을 볼 수 있었다. 이는 지표면의 일주기의 냉각·가열 현상의 영향 때문으로 판단된다.

세 지역의 먹지수의 방향별 변화를 비교한 결과, 육지 방향의 먹지수 값은 바다 방향의 먹지수 값보다 높게 나타났다. 이는 상대적으로 육풍은 지형이나 지면 마찰의 영향을 받아 약하기 때문으로 사료된다.

(2) 0.143(1/7)의 먹지수 값, 제안한 먹지수 값을 적용하여 계산한 연간에너지생산량과 실제 측정된 풍황자료를 이용하여 계산한 연간에너지생산량을 비교한 결과, 세 지역 모두 제안한 먹지수 값을 적용하여 계산한

연간에너지생산량이 실제 측정된 풍황자료를 이용하여 계산한 연간에너지생산량과 유사한 결과를 보였다. 따라서 제안한 먹지수 값의 적용이 가능하다고 판단된다.

앞에서 언급한 우도지역의 경우와 같이, 만약 관심지역이 0.143의 먹지수 값과 차이가 큰 먹지수 값을 보이는 지역이라면, 1/7th 먹법칙 적용 시 풍력에너지의 예측에 상당한 오차를 포함하게 된다. 따라서 정확한 풍력에너지 예측을 위해서는 먹지수의 정확한 계산·분석이 필요하다. 이에 본 연구에서 제시된 먹지수는 풍력발전단지 설계 시 풍력자원의 기초자료로 활용이 가능할 것으로 판단된다.

감사의 글

이 논문은 2013년 해양수산부의 재원으로 한국해양과학기술진흥원의 지원을 받아 수행된 연구임(기후변화에 따른 제주도 연안역 관리 방안에 관한 연구).

References

- Giovanni, G., Sauro S., 2011, Wind shear coefficients, roughness length and energy yield over coastal locations in Southern Italy, *Renewable Energy*, Vol. 36, pp. 1081-1094.
- Ko, J., Quan, H., Lee, B., 2003, The study on assessment of roughness coefficient for designing wind farm in Jeju Island, *Korean Society for GeoSpatial Information System*, Vol. 20, No. 2, pp. 15-22.
- Ko, K., Huh, J., 2006, The introduction to wind engineering, *Munundang*, pp. 39-70.
- M.L. Ray, A.L. Rogers, J.G. McGowa, 2006, Analysis of wind shear models and trends in different terrains, *Proc. of American Wind Energy Association Windpower*.
- R.N. Farrugia, 2003, The wind shear exponent in a Mediterranean island climate, *Renewable Energy*, Vol. 28, pp. 647-653.
- Shafiqur, R., Naif M, Al., 2003, Wind shear coefficients and energy yield for Dhahran, Saudi Arabia, *Renewable Energy*, Vol. 32, pp. 738-749.
- Shafiqur, R., Aftab, A., 2004, Assessment of wind energy potential for coastal locations of the Kingdom of Saudi Arabia, *Energy*, Vol. 29, pp. 1105-1115.